

Комплексний підхід до визначення характеру насичення продуктивного горизонту

© В.І. Коваль
vitalik-ndpi@ukr.net
О.Я. Хомин
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

УДК 622.276.346

У статті розглянуто особливості обґрунтування початкового фазового стану вуглеводнів одного з продуктивних горизонтів, що розробляється ПАТ «Укрнафта», з використанням результатів гідродинамічних досліджень свердловин, певного компонентного складу свердловинної продукції, видобутку флюїдів та замірів пластового тиску. Здійснено порівняльний розрахунок початкових запасів вуглеводнів об'ємним методом та з використанням методу матеріального балансу на основі компонентовіддачі.

Ключові слова: запаси, нафта, газ, фазова рівновага, матеріальний баланс.

В статье рассмотрены особенности обоснования начального фазового состояния углеводородов одного из продуктивных горизонтов, разрабатываемого ПАО «Укрнафта», с использованием результатов гидродинамических исследований скважин, определенного компонентного состава скважинной продукции, добычи флюидов и замеров пластового давления. Осуществлен сравнительный подсчет начальных запасов углеводородов объемным методом и с использованием метода материального баланса на основе компонентоотдачи.

Ключевые слова: запасы, нефть, газ, фазовое равновесие, материальный баланс.

The article deals with the peculiarities of grounding the initial phase state of one producing horizon developed by PJSC «Ukrnafta», using results of hydrodynamic studies of wells, determined component composition of well products, fluids production and reservoir pressure measurements. Comparative estimation of hydrocarbons initial reserves was done by the volumetric method and using the material balance method based on component extraction.

Key words: reserves, oil, gas, phase equilibrium, material balance.

Важливим фактором у підрахунку запасів вуглеводнів є достовірність встановлення фазового стану і таких фізичних властивостей пластових флюїдів, як густина та об'ємний коефіцієнт. Якщо для нафтових покладів із невеликим газовмістом та газоконденсатних із невеликим вмістом важких вуглеводнів параметри флюїдів та фазовий стан визначають тільки за результатами замірів глибинних проб та відборів проб із устя свердловини, то для покладів, що перебувають у фазовому стані, близькому до стану насичення, встановити фазовий стан без якісних глибинних проб досить важко. Це стосується покладів, для яких відношення видобутку газу до видобутку рідких вуглеводнів становить від 800 до 1200 м³/т. Розрахунок показників розробки та оцінка запасів такого покладу є складними. Це насамперед пов'язано зі складністю фізичних процесів, що відбуваються зі зниженням пластового тиску. У газовій частині покладу зі зменшенням пластового тиску відбувається випадіння вуглеводневого конденсату, а в нафтовій – виділення газу. При цьому нафта та газ на межі розподілу фаз є насиченими, а за рахунок дії гравітаційного поля відбувається постійне перетікання нововиділених фаз із однієї частини в іншу. Тобто конденсат, наприклад, який випадає з газу «газової шапки» (тобто є новою фазою, якої раніше не було), із досягненням критичної фазової проникності перетікає під дією

сили тяжіння вниз, до нафтової частини, змінюючи тим самим її компонентний склад. До цього потрібно додати значний вплив дифузійних процесів, унаслідок дії яких відбувається швидкий перерозподіл компонентів у кожній із фаз та їх нерівномірний розподіл уздовж лінії віддалення від газонафтового контакту (ГНК).

Як приклад застосування комплексного підходу до встановлення фазового стану наведено нафтовий поклад одного з продуктивних горизонтів, який раніше вважали газоконденсатним. Методологія його полягає в комплексному поєднанні всіх даних, отриманих у процесі розробки продуктивного горизонту, їх ретельному багатофакторному аналізу та послідовному їх поєднанні в одну фізичну модель пласта. При цьому враховано результати досліджень поверхневих проб газу та рідких вуглеводнів, результати переінтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин та динаміки обводнення свердловин.

Продуктивний поклад розкритий двадцять однією свердловиною. Хоча він розбитий порушенням на два блоки, за рахунок потужної товщини колекторів між блоками існує гідродинамічний зв'язок. Продуктивність горизонту встановлено випробуванням св. 13. Поклад пластовий, склепінний. Контакт нафта–вода (ВНК) підсичений у св. 13 на глибині 3392,4 м (мінус 3205,6 м) та у св. 2 на глибині 3396,0 м (мінус 3206,9 м).

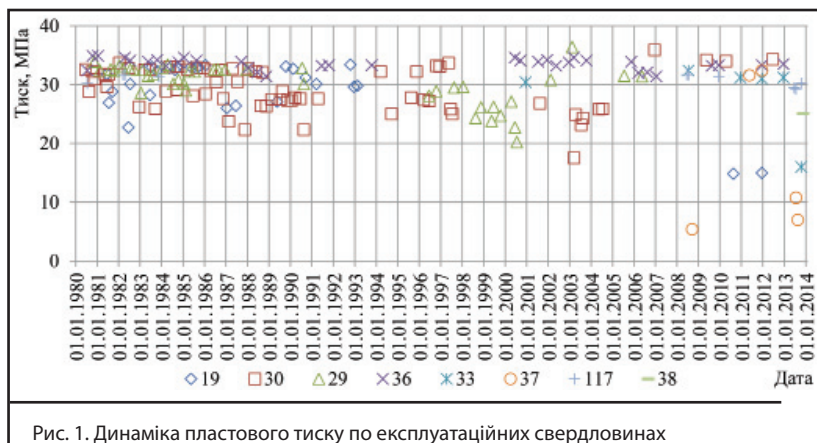


Рис. 1. Динаміка пластового тиску по експлуатаційних свердловинах

Тому ВНК прийнято посередині між абсолютними відмітками св. 2, 13 та з урахуванням св. 30, він становить мінус 3206,3 м. Розміри покладу 2,7×1,68 км, висота – 42,3 м.

Поклад у блоках 1, а та 1, б розробляли вісім св. 19, 29, 30, 33, 36, 37, 38 та 117.

Видобування розпочато св. 19. Через п'ять років експлуатаційний фонд зріс до трьох свердловин (св. 29 та 30) і залишався незмінним ще впродовж дев'яти років. Упродовж наступних п'яти років із експлуатації виведено св. 19 та введено св. 36. До кінця двадцять п'ятого року розробки експлуатаційний фонд залишався незмінним, а ще через рік він зріс ще на три св. 37, 38 та 117.

Станом на дату проведення аналізу з покладу відібрано 291,417 тис. т нафти, 558,469 тис. т рідини та 395,794 млн м³ розчищеного газу.

Динаміку пластового тиску наведено на рис. 1, із якого бачимо, що поклад розробляли на жорстководонапірному режимі.

Щодо фізичних властивостей пластової вуглеводневої системи, то тут існує ряд суперечливих тверджень. Насамперед вони пов'язані з початковим фазовим станом пластової системи, про який можна було б робити висновки на основі досліджень відібраних глибинних проб. Проте на основі цих досліджень, виконаних за п'ять років до введення покладу в розробку, вміст важких вуглеводнів у газі на основі трьох досліджень змінюється від 1624 до 2649 г/м³.

Проте, згідно з даними розрахунку та численних досліджень, якщо вміст важких вуглеводнів становить близько 1000 г/м³, то пластові суміші знаходяться в області насичення і подальше збільшення вмісту важких вуглеводнів призводить до переходу в однофазний рідкий стан. З огляду на це, піддано сумніву початковий газовий стан пластової системи та розглянуто її як нафтову. На користь цього припущення свідчить ряд факторів. Одним із них є результати досліджень компонентного складу газу – як первинних, так і тих, які проводили у процесі експлуатації. Вони вказують на досить низький вміст метану (у середньому 61 %), що характерно для нафтового газу.

Це підтверджується також результатами фракційної розгонки нафти та дослідженням її складу. Густина нафти коливається від 768 до 820 кг/м³, при цьому вміст парафіну високий та становить від 2 до 28 % (у середньому 10 %). Також досить високий вміст силікагельових смол – від 0,4 до 3,6 %.

До цього потрібно додати відносно низьку продуктивність газу, отриману під час випробування та введення свердловин в експлуатацію. У ході проведення первинних досліджень отримано дебіти газу від 20 до 235 тис. м³/добу, а середній дебінт газу впродовж першого року експлуатації становив 33 тис. м³/добу. Результати інтерпретації даних газодинамічних досліджень на усталених і неусталених режимах фільтрації (табл. 1 та 2) вказують на надзвичайно низьку проникність пласта та привибійної зони пласта (ПЗП) від 0,92

до 2,06 мкм², що фактично становить межу фільтрації. Проте якщо припустити, що пластовий флюїд – це рідина, то інтерпретована проникність пласта та ПЗП зростає до 14,3 мкм², що більш точно відповідає дійсності.

Також до цього варто додати жорстководонапірний режим розробки (рис. 1) та високий темп обводнення продукції свердловин. Після дев'яти років експлуатації відбувся прорив води і впродовж наступних 10 років обводнення зросло до 90 % (за рідиною). Зважаючи на значну товщину пласта, що сягає 33,6 м у св. 46, у випадку, якщо б пласт був газонасиченим, то досить швидко повинен би був відбуватися гравітаційний перерозподіл у зв'язку зі значною різницею густин та в'язкостей пластової води та газу, проте і в подальшому експлуатація свердловин продовжувалася зі значним вмістом води.

Власне, зазначена неоднозначність властивостей пластової системи і призвела до таких суттєвих та

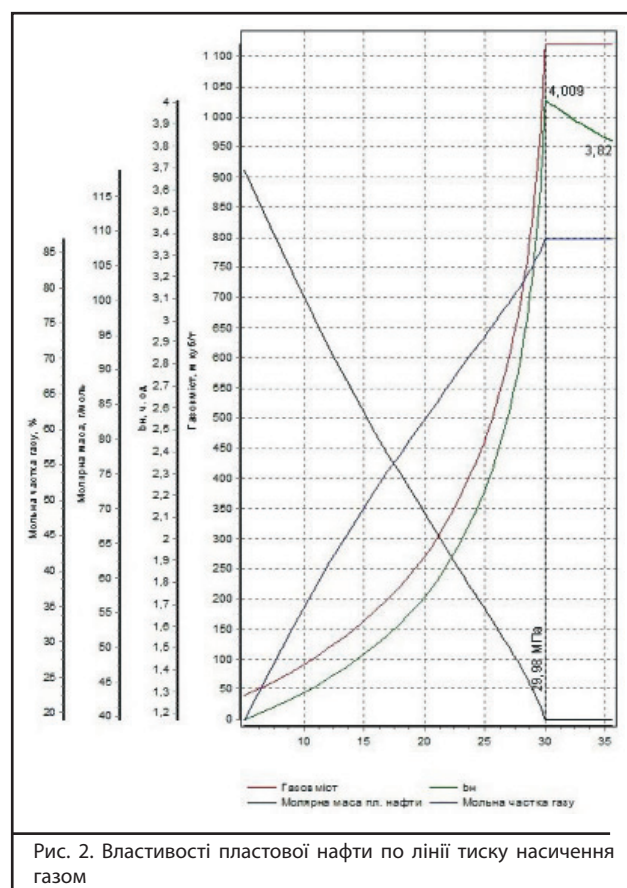


Рис. 2. Властивості пластової нафти по лінії тиску насичення газом

Таблиця 1

Результати інтерпретації даних газодинамічних досліджень на усталених та неусталених режимах

Номер свердловини	Інтервал перфорації	Дата дослідження	Пластовий тиск, МПа		Провідність, мкм²·м/(МПа·с)		Проникність, 10³ мкм²		П'єзопровідність пласта, м²/с	Коефіцієнти фільтраційних опорів				Коефіцієнти в рівнянні Роулінса		Абсолютно вільний дебіт газу, тис.м³/д
					ПЗП	пласт				ПЗП	пласт	А, МПа²·д/тис.м²	В·10³, (МПа·д/тис.м²)²	А*	В·10³	
19	3375-3383	05.05.1981	31,89	—	1,566	—	2,01	0,010	—	—	—	—	—	—	—	—
		16.06.1981	31,89	0,691	—	0,92	—	—	4,758	1,953	1,710	3,587	0,39	0,86	136,87	
		08.08.1984	32,88	—	1,428	—	1,95	0,010	—	—	—	—	—	—	—	
30	3358-3362	07.07.1983	32,86	—	1,564	—	2,06	0,011	—	—	—	—	—	—	—	—
		25.01.1989	—	—	1,608	—	2,10	0,012	—	—	—	—	—	—	—	—
		17.04.1995	32,71	—	1,472	—	1,92	0,011	—	—	—	—	—	—	—	—

стрибкоподібних змін величини співвідношення видобутку рідких вуглеводнів до газоподібних. Доволі сумнівною є динаміка зміни конденсатного фактора з початкового 1533 до 783 г/м³ наприкінці 1988 року, після чого він раптово та синхронно на двох св. 29 та 30 зріс із початку 1989 року до 1600 г/м³, з огляду на те, що фактично пластовий тиск не зменшувався нижче за 30 МПа та був майже незмінним у часі.

З метою уточнення початкових властивостей пластової системи використано компонентний склад газу, а оскільки в часі його склад змінювався несуттєво, то за основу взято середній компонентний склад газу по горизонту.

Для визначення початкового співвідношення газової та нафтової фаз узяті середні значення газового фактора за перші 14 років експлуатації, яке становить 1119 м³/т. Для цього співвідношення за методикою [1] розраховано компонентний склад суміші, який наведено в табл. 3.

Таблиця 2

Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень на усталених та неусталених режимах

	Номер свердловини	Дата дослідження	Метод дослідження	Пластовий тиск, МПа	Депресія, МПа	Гідропровідність через сон-ефект, МПа		Проникність, 10 ³ мкм ²		П'єзопровідність пласта, м ² /с	Загальний сон-ефект, частка одиниць	Коефіцієнт досконалості, частка одиниць	Відношення продуктивностей, частка одиниць	Коефіцієнт продуктивності, т/(д·МПа)	
						Врали депресії через сон-ефект, МПа	ПЗП	пласт	ПЗП						пласт
13	18.05.1975	ІД	35,24	—	—	1,610	—	11,27	—	—	—	—	—	26,1550	
19	05.05.1981	КВТ	33,03	6,930	3,690	—	0,957	—	10,64	0,064	11,04	0,44	0,468	5,7720	
	27.05.1981	ІД	33,03	—	—	0,408	—	4,54	—	—	—	—	—	6,5911	

За результатами розрахунку, згідно з [1], пластова система є нафтовою, тиск насичення 30 МПа, мольна маса нафти 39,6 г/м, об'ємний коефіцієнт за початкового пластового тиску становить 3,82, а за тиску насичення – 4. Значення газовмісту становить 1119 м³/т.

Властивості нафти по лінії тиску насичення газом наведено на рис. 2. Процес розрахунку проводили у напрямку зростання газовмісту нафти та пластового тиску, а не навпаки, як під час диференційного чи контактного розгазування.

Оскільки достовірно встановлено контури нафтоносності продуктивного горизонту, вивчено параметри, характерні ємнісно-фільтраційні властивості колекторів і фізичні властивості вуглеводнів, підрахунок запасів нафти виконано за допомогою об'ємного методу.

Таблиця 3

Узагальнений компонентний склад та фізичні властивості пластової вуглеводневої системи

Компонент	Мольна частка, %
метан	52,330
етан	13,740
пропан	7,850
i-бутан	1,680
n-бутан	2,260
CO ₂	1,300
N ₂	7,640
F1	4,078
F2	3,669
F3	1,670
F4	1,502
F5	0,555
F6	1,725

Підрахунок початкових геологічних запасів виконано за формулою М.А. Жданова [2]:

$$Q_n = FhK_nK_{\theta}\gamma_n, \quad (1)$$

де Q_n – початкові запаси нафти, т; F – площа нафтоносності, тис. м²; h – нафтонасичена товщина, м; K_n – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниць; K_{θ} – коефіцієнт нафтонасиченості, частка одиниць; θ – перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти, частка одиниць; γ – густина нафти в стандартних умовах, кг/м³.

Розрахунок нафти виконано об'ємним методом окремо для нафтової, нафтогазової та нафтоводяної зон. Відповідно до цього для кожної зони прийнято середньозважені по площі значення ефективної товщини, середньозважені по товщині значення пористості та нафтонасиченості.

Підраховані початкові запаси нафти горизонту В-17в+с об'ємним методом становлять 1060 тис. т.

Для розрахунку початкових запасів використано рівняння (2), що є універсальним рівнянням матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини незалежно від: того, в якому початковому стані перебувала система, режиму розробки з урахуванням стисливості породи і води, об'єму видобутої та запомпованої в поклад води [3]:

$$N_0 = \frac{BN_B - P \frac{(W-w)\gamma}{RT}}{B - A \frac{P}{P_0} \cdot \beta^*}, \quad (2)$$

де A, B – коефіцієнти рівняння, частка одиниць; N_0, N_B – початкова та видобута кількість молів речовини, моль; R – газова стала, Дж/моль·К; T – пластова температура, К; W, w – відповідно об'єм запомпованої та видобутої води, м³; γ – об'ємний коефіцієнт пластової води, частка одиниць; β^* – сумарний приведений коефіцієнт стисливості породи та пластової води, частка одиниць; P_0, P – початковий та поточний пластовий тиск, МПа.

Сумарний приведений коефіцієнт стисливості породи та пластової води знаходять за формулою:

$$\beta^* = \frac{1 - \alpha_B - \Delta P(\beta_{\Pi} + \alpha_B \beta_B)}{1 - \alpha_B} \quad (3)$$

де β_{Π}, β_B – коефіцієнти стисливості породи та пластової води, МПа⁻¹; α_B – початкова насиченість пласта водою, частка одиниці; ΔP – перепад між початковим та поточним пластовим тиском, МПа.

Коефіцієнти A і B знаходять за формулами:

$$A = \omega_{r0} z_{r0} M_{r0} + (1 - \omega_{r0}) z_{p0} M_{p0}, \quad (4)$$

$$B = \omega_r z_r M_r + (1 - \omega_r) z_p M_p, \quad (5)$$

де ω_{r0} – мольна частка газової фази за початкових пластових умов, частка одиниці; ω_r – мольна частка газової фази, частка одиниці; z_{r0}, z_{p0} – відповідно коефіцієнт надстисливості газової та рідинної фаз за початкових пластових умов, частка одиниці; z_r, z_p – відповідно коефіцієнт надстисливості газу та рідини, частка одиниці; M_{r0}, M_{p0} – відповідно мольна маса газової та рідинної фаз за початкових пластових умов, г/моль; M_r, M_p – мольна маса газу та рідини, г/моль.

Таблиця 4

Вхідні дані для розрахунку початкових запасів

Рік розробки	Накопичений видобуток			Надходження води, тис. м ³	Пластовий тиск, МПа
	нафта	вода	газ		
	тис. т	тис. т	млн м ³		
1	8,691	0,394	8,160	0,354	34,8
2	17,283	0,465	18,108	0,419	33,8
3	26,639	0,465	29,174	26,275	33,4
4	43,902	0,635	50,874	63,369	32,0
5	62,422	2,146	74,674	129,487	31,5
6	82,449	3,860	99,974	205,651	30,5
7	102,840	4,211	126,309	319,012	30,5
8	120,714	4,681	149,158	385,321	30,5
9	139,018	5,216	168,688	476,934	30,5
10	176,701	19,957	202,298	664,393	30,5
11	195,765	36,393	221,178	748,941	30,5
12	214,106	48,018	238,814	848,888	30,5
13	230,279	61,477	255,349	922,716	30,5
14	241,637	81,176	267,510	1020,237	30,5
15	246,511	87,173	277,192	1044,744	30,5
16	249,531	90,613	289,321	1124,883	30,5
17	252,771	94,046	301,93	1141,522	30,5
18	255,559	98,437	315,587	1217,254	30,5
19	256,513	108,469	318,607	1230,505	30,5
20	291,417	267,053	395,794	1694,050	30,5

Вхідні дані для розрахунку за формулою (2) показано у табл. 4. Накопичені відбори пластових флюїдів

наведено відносно їх початкових запасів, перепад пластового тиску – відносно зміни від початкового значення. Компонентний склад газу та нафти в часі прийнято незмінним у часі. Зважаючи на те, що під час визначення запасів на жорстководонапірному режимі у рівнянні маємо дві невідомі змінні, то надходження води в поклад підбираємо, виходячи з таких міркувань: кількість води, що надійшла у початковий контур нафтоносності, дорівнює сумі кількості води, що була видобута, та кількості часткової компенсації нафти в пластових умовах.

Отримана величина ($Q_{\text{сер}}=1130$ тис. т) досить добре корелюється з величиною запасів ($Q_{\text{н}}=1060$ тис. т), підрахованих об'ємним методом для визначених фізичних властивостей нафти, при цьому абсолютна різниця становить 70 тис. т, або 6,1 %.

Результати розрахунку графічно зображено на рис. 3, який побудовано за таким принципом, що

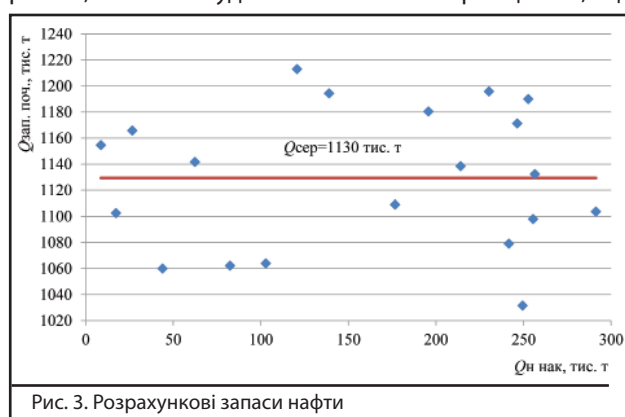


Рис. 3. Розрахункові запаси нафти

величину запасів визначають, як середнє значення усіх розрахункових точок.

Висновок

Отже, у роботі наведено практичну реалізацію сучасних математичних методів розрахунку властивостей пластових флюїдів та оцінки їх запасів. Уперше для цього горизонту (із використанням результатів гідродинамічних досліджень свердловин, замірів компонентного складу свердловинної продукції, обводнення та замірів пластового тиску) вдалося обґрунтовано встановити фазовий стан пластового флюїду, оцінити початкові запаси об'ємним методом та методом матеріального балансу з високим ступенем збіжності отриманих результатів за вказаними методами. Необхідно додати, що обґрунтування початкового фазового стану флюїдів та запаси нафти, розраховані за методом матеріального балансу, успішно пройшли експертизу, розглянуті ДКЗ України та обліковані Державним балансом запасів корисних копалин.

Список використаних джерел

1. Брусиловський А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловський. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
2. Жданов М.А. Нефтегазопромисловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
3. Патент України №105978, E21B 43/00. Спосіб визначення початкових запасів вуглеводнів нафтових, газових та газоконденсатних покладів на основі компонентовіддачі пласта / Чернов Б.О., Коваль В.І.; заявники Чернов Борис Олександрович, Коваль Віталій Ігорович. – № а201302013; заявл. 18.02.2013; опубл. 10.07.2014. – Бюл. № 14.